

- понижение давления (не останавливать скважину на кривой восстановления давления, не работать на маленьких штуцерах/шайбах, если существует риск образования гидратов);
  - повышение температуры (периодические закачки в скважину разогретого раствора  $\text{CaCl}_2$ );
  - применение ингибиторов гидратообразования ( $\text{CaCl}_2$ , метанол). [2]
- Для предотвращения гидратообразований необходимо проводить периодическую закачку в затрубное пространство ингибиторов.

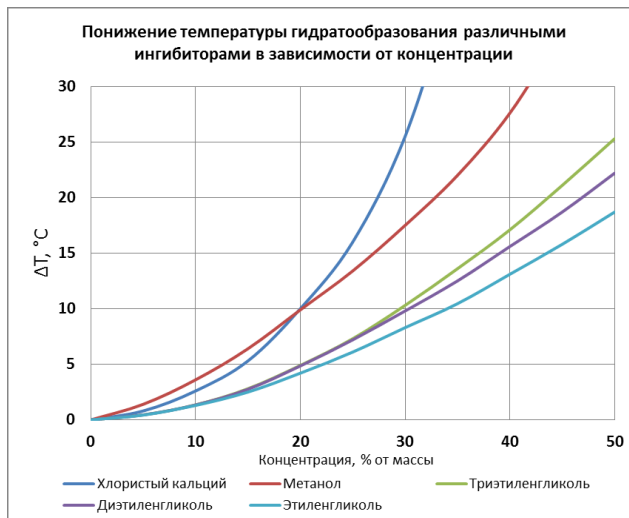


Рис. Сравнение ингибиторов

Наибольшее распространение в качестве антигидратных ингибиторов получили метиловый спирт, гликоли, хлористый кальций. Первые два используются в основном для добычи газа. Сравнение эффективности различных ингибиторов представлено на графике (рис.).

Как видно из графика, при 30% концентрации наибольшей эффективностью обладает раствор  $\text{CaCl}_2$ . Хлористый кальций весьма эффективный и самый дешевый из существующих антигидратных ингибиторов, производится в больших количествах и не ядовит.

#### Литература

1. Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. – М.: Недра, 1992. – 236 с.
2. Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. – М.: Недра, 1985. – 232 с.
3. Шостак Н.А. Факторы, влияющие на рост гидратов природных и нефтяных газов // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVIII Международного симпозиума студ., аспирантов и молодых ученых – Томск, 2014 – Т.2. – С. 142 – 144.

## СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЬ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.С. Чемякин

Научный руководитель - старший преподаватель Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На данный момент, большинство нефтегазовых месторождений Западной Сибири содержат запасы нефти с аномальными реологическими и низкотемпературными свойствами, с высоким содержанием парафинов, смол и асфальтенов. Данная особенность нефти усугубляется тем, что в Западной Сибири большинство нефтяных месторождений располагается либо в суровых условиях крайнего Севера, либо в районах, приравненных к таким: экстремально низкая температура окружающей среды, наличие многолетней мерзлоты и т.д.

Для осуществления добычи, сбора и транспортировки высокопарафинистой нефти применяют различные методы улучшения их реологических свойств: химические реагенты, электронские разряды, магнитные и ультразвуковые поля.

Одним из распространенных способов является тепловая обработка данных аномальной нефти [5]. В процессе термообработки нефть нагревается до определенной температуры и затем охлаждается. При нагреве нефти происходит полное или частичное растворение твердых парафинов. При охлаждении парафинистой нефти образуются кристаллы парафина, которые соединяются в кристаллическую структуру той или иной прочности. Прочность структурной решетки зависит от размеров кристалла парафина и наличия в нефти смол и асфальтенов. Многие авторы в своих работах подчеркивают, что термообработка значительно улучшает реологические свойства высокопарафинистой нефти. Однако исследования показали, что тепловая обработка не всегда дает положительный эффект. При данном воздействии на нефть могут наблюдаться отличные от общепринятых зависимости реологических свойств, температуры застывания и размера образующихся частиц.

Зависимость размеров образующихся частиц от начальной температуры термообработки исследовалась методом фотонной корреляционной спектроскопии (ФКС). Метод основан на определении коэффициента диффузии коллоидных частиц путем измерения спектрального состава (или корреляционной функции) рассеянного света. Если форму частиц принять сферической, то их радиус может быть рассчитан по формуле Стокса-Эйнштейна [3]:

$$D = \frac{k_B T}{6\pi\eta R}$$

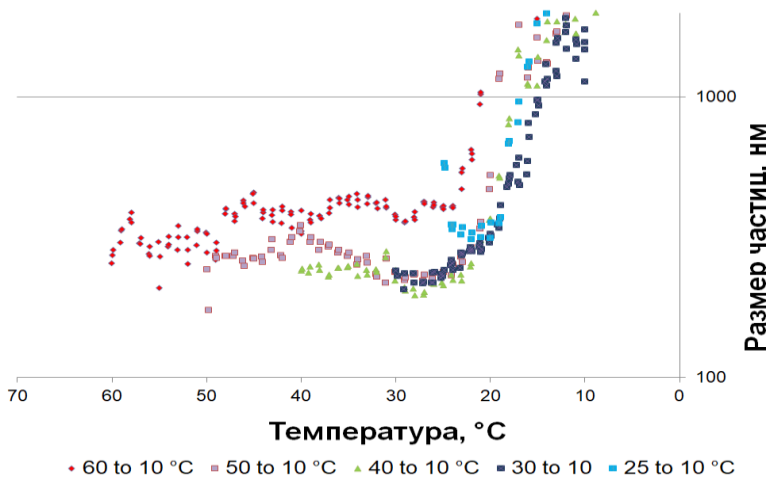
*Методология ФКС*

Подготовленная проба нефти в кювете помещалась в модифицированную установку Photocor Complex, с помощью которой измерялась корреляционная функция света, создаваемого инфракрасным лазером, рассеянного на броуновских частицах. В ходе охлаждения либо нагревания пробы корреляционная функция записывалась в программном комплексе PhotoCor-FC. Далее в программном комплексе DynaLS, согласно записанной корреляционной функции, осуществлялось определение размера частиц.

*Полученные результаты*

Начальная температура перекачки нефти может варьировать в широких пределах. Поэтому начальные температуры тепловой обработки нефти составили плюс 25; 30; 40; 50 и 60 °С.

На рисунке 1 представлена зависимость размера частиц от начальной температуры термообработки нефти.



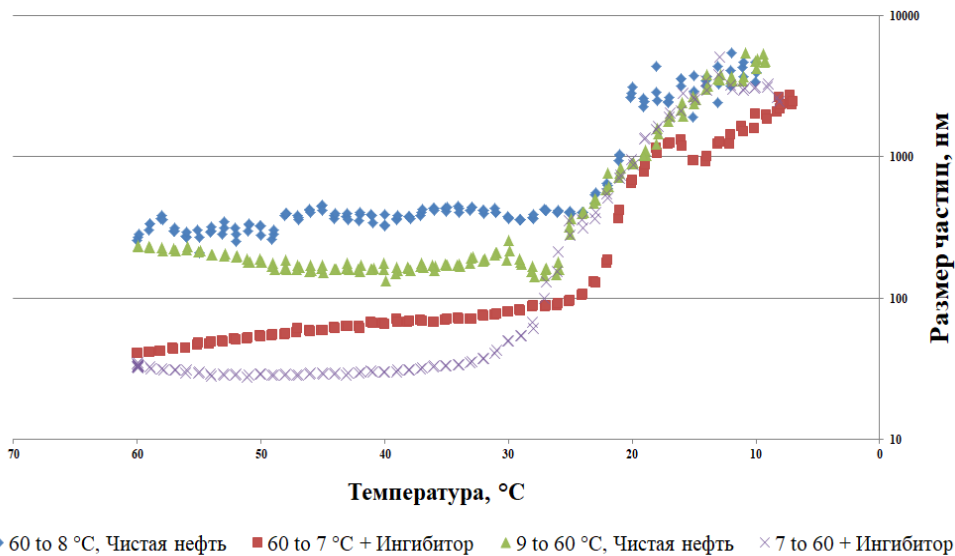
**Рис. 1 Кристаллизация парафинов с разными начальными температурами термообработки**

По результатам, представленным на рисунке 1, можно сделать вывод, что в случае начальной температуры термообработки равной 60 °С, средний размер частиц парафина до температуры фазового перехода составляет 400 нм, после чего резко возрастает до 1800 нм.

После этого методом ФКС исследовалось действие на нефть присадки сукцинимидной С-5А. Образцы нефти и присадка были предоставлены Институтом химии нефти СО РАН г. Томск. Присадка С-5А представляет собой 40% концентрат алкенилсукцинимида в минеральном масле и непрореагировавшем полибутена.

На рисунке 2 представлена зависимость размера частиц от температуры термообработки нефти

для случаев охлаждения и нагрева исходных и проб нефти, с добавлением присадки.



**Рис. 2 Кристаллизация парафинов в чистой нефти и с добавлением присадки**

По результатам, представленным на рисунке 2, можно сделать вывод, что в случае добавления присадки в нефть при охлаждении наблюдается уменьшение размера частиц более чем в 5 раз по сравнению с размерами частиц в исходной нефти. В случае нагрева нефти с присадкой так же наблюдается уменьшение размера частиц по сравнению с пробой исходной нефти более чем в 2 раза, но данная зависимость прослеживается только после температуры плюс 27 °С, до этого момента размеры частиц в исходной и обработанной пробах нефти остаются практически одинаковыми.

Полученные результаты свидетельствует о том, что перед применением тепловых методов для улучшения реологических свойств высокопарафинистой нефти для ее добычи, сбора и транспортировки необходимо проводить исследования данной нефти на предмет проявления аномалий после термообработки. Так как известно, что размер кристаллов парафинов оказывает решающее влияние на образование осадков в нефти и нефтепродуктах. Также установлено положительное действие присадки.

#### Литература

1. Анализаторы размеров частиц серии Photocor. Руководство пользователя. – 124с.
2. Аллахвердиева Д.Т. Влияние термообработки на температуру застывания нефти. – М.: Наука и технология углеводородов, 2002, №1. – 50–53 с.
3. Буря Е.Г. Исследование процессов агрегации асфальтенов в углеводородных системах. [Текст]: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Буря Е.Г. – Москва, 2001.
4. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. М., Недра, 1975. – 168 с.
5. Евдокимов И.Н., Елисеев Д.Ю., Елисеев Н.Ю. Отрицательная аномалия вязкости жидких нефтепродуктов после термообработки. Химия и технология топлив и масел. 2002. №3. С.26–29
6. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия.
7. Сафиева Р.З. Физикохимия нефти. М., Химия, 1998. – 448с.
8. Смольянинов С.И. Влияние различных факторов на температуру застывания томских нефтей// Известия Томского ордена октябрьской революции и ордена трудового красного знамени политехнического института им. С.М.Кирова, – Томск, 1976. – Том 253, 5–8 с.
9. Черкасова Е.И., Сафиуллин И.И. Особенности добычи высоковязкой нефти//Вестник технологического университета. 2015. Т.18, №6.

### **ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ОЧИСТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

**Е.А. Шефер**

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Призабойная зона пласта (ПЗП) – это область пласта вокруг скважины, которая вскрывает пласт и в пределах которой изменяются фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). Данное явление происходит с момента разбуривания скважины и в процессе всего эксплуатационного периода. Изменение ФЕС связано с нарушениями физико-химических свойств горной породы, а также с нарушениями механического равновесия. Отсюда можно сделать вывод, что продуктивность скважины напрямую зависит от состояния призабойной зоны.

Одной из важных характеристик ПЗП, которая влияет на продуктивность скважины, является проницаемость. Оценить изменчивость проницаемости помогает скин-фактор. Этот параметр объясняет наличие зоны с изменяющейся проницаемостью вокруг скважины. Чтобы преодолеть скин-сопротивление необходимо создать повышенное давление, что ограничено энергетическими возможностями пласта. В результате продуктивность уменьшается. Таким образом, скин-фактор – это мера дополнительной депрессии, которая необходима для преодоления загрязнённой зоны.

Херст и Ван-Эвердинген впервые ввели понятие скин-фактор [1]. Они заметили отличие реальных значений депрессии от расчётных теоретических. В результате, для оценки скин-фактора вывели зависимость:

$$S = \frac{k \cdot h \cdot \Delta P}{141,2 \cdot Q \cdot \mu \cdot B}, \quad (1)$$

где  $k$  – проницаемость пласта, мкм<sup>2</sup>;  $h$  – толщина пласта, м;  $\Delta P$  – депрессия, Па;  $Q$  – дебит скважины, м<sup>3</sup>/сут;  $\mu$  – вязкость жидкости, мПа·с;  $B$  – объёмный коэффициент жидкости, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Позже был введен термин отрицательного скин-фактора. Отрицательный параметр описывает скважину, у которой фильтрационные характеристики призабойной зоны лучше, чем у пласта в целом.

Стоит отметить, что на дебит скважинной продукции гораздо сильнее оказывает влияние уменьшение проницаемости ПЗП, а не её увеличение, по сравнению с естественной проницаемостью до разбуривания. Приёмистость нагнетательных и продуктивность добывающих скважин возможно изменять, если регулировать параметры ПЗП. Искусственное воздействие на ПЗП является хорошим методом интенсификации добычи нефти.

Основные причины снижения проницаемости в призабойной зоне обусловлены физико-химическими свойствами добываемой и закачиваемой жидкости, геологической характеристикой продуктивного пласта, изменяющимися во времени термобарическими условиями, а также гидромеханической закупоркой фильтрационных каналов при проведении технологических операций.